

SUPERINTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS

COMITÉ DE SEGUIMIENTO DEL MERCADO MAYORISTA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Informe No 30 – 2008

REFLEXIONES Y RECOMENDACIONES SOBRE LA SITUACION DEL MERCADO DE ENERGIA MAYORISTA

ANALISIS DEL DESEMPEÑO DEL MEM

Preparado por:

**Argemiro Aguilar D.
Pablo Roda
Gabriel Sánchez Sierra**

Bogotá, Agosto 26 de 2008

CONTENIDO

1	INTRODUCCIÓN	6
2	SITUACIÓN DEL MERCADO DE ENERGÍA MAYORISTA	7
2.1	MERCADO SPOT	7
2.1.1	<i>Brecha capacidad - demanda</i>	7
2.1.2	<i>Escasez de gas</i>	7
2.1.3	<i>Alza en precios del mercado secundario de gas</i>	7
2.1.4	<i>Poder de mercado y su utilización.....</i>	8
2.1.5	<i>Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia - SRSF</i>	15
2.2	MERCADO DE CONTRATOS.....	16
2.2.1	<i>Mercado de vendedores.....</i>	16
2.2.2	<i>Integración vertical.....</i>	16
2.2.3	<i>Segmentación geográfica del mercado.....</i>	17
2.2.4	<i>Expectativas de precios altos 2009 – 2012.....</i>	17
2.2.5	<i>Energía congelada durante las adjudicaciones de compra de energía</i>	17
2.2.6	<i>Pass-through puro</i>	18
2.2.7	<i>Compradores ilíquidos o insolventes.....</i>	18
3	PROPUESTAS PARA DISCUSIÓN	19
3.1	MERCADO SPOT	19
3.1.1	<i>Aumentar la oferta de gas.....</i>	19
3.1.2	<i>Regular el precio del gas.....</i>	19
3.1.3	<i>Modificar el formato de presentación de ofertas al MEM.....</i>	19
3.1.4	<i>Revisar impacto del Decreto 2687 de 2008.....</i>	20
3.1.5	<i>Tipificar el abuso del poder de mercado</i>	20
3.1.6	<i>Aumentar la Capacidad de Regulación Secundaria de Frecuencia</i>	21
3.1.7	<i>Crear un mercado independiente para el SRSF</i>	21
3.2	MERCADO DE CONTRATOS.....	22
3.2.1	<i>Establecer el MOR.....</i>	22
3.2.2	<i>Reducir los tiempos de vigencia de ofertas.....</i>	22
3.2.3	<i>Analizar el pass-through puro</i>	22
3.2.4	<i>Monitorear los precios pactados en contratos.....</i>	23
3.3	BIBLIOGRAFÍA Y FUENTES DE INFORMACIÓN	23
4	ANÁLISIS DE DESEMPEÑO DEL MEM.....	24
4.1	COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA.....	24
4.1.1	<i>Aportes Hídricos Agregados.....</i>	24
4.1.2	<i>Vertimientos.....</i>	25
4.2	EVOLUCIÓN DE LOS PRECIOS DE BOLSA	25
4.2.1	<i>Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado.....</i>	25
4.3	COMPORTAMIENTO DE OFERTAS	26
4.3.1	<i>Agentes Marcadores del Precio.....</i>	26
4.3.2	<i>Plantas Marcadoras del Precio.....</i>	27
4.3.3	<i>Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad.....</i>	28
4.3.4	<i>Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica</i>	29
4.3.5	<i>Curvas de Oferta en Bolsa Promedio</i>	30
4.3.6	<i>Índice de Lerner.....</i>	31
4.4	COMPORTAMIENTO DE RECONCILIACIONES	32
4.4.1	<i>Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas</i>	32
4.4.2	<i>Participación de las Plantas en Reconciliaciones</i>	33

4.4.3	<i>Precio Promedio Mensual De Las Generaciones Fuera De Merito</i>	35
4.5	COMPORTAMIENTO DE RESTRICCIONES.....	35
4.5.1	<i>Costo Total Mensual de Restricciones</i>	35
4.6	SERVICIO DE REGULACIÓN SECUNDARIA DE FRECUENCIA.....	36
4.6.1	<i>Precio del AGC vs Precio de Bolsa</i>	36
4.6.2	<i>Distribución del Servicio de AGC</i>	37
4.6.3	<i>Valor mensual del Servicio de AGC</i>	38

Resumen Ejecutivo

Teniendo en cuenta la coyuntura actual que vive el sector eléctrico y los análisis llevados a cabo por el Comité de Seguimiento del MEM – CSMEM durante los últimos tres años, en la primera parte de este documento se presentan los aspectos más importantes que inciden en el comportamiento del MEM y se hacen algunas recomendaciones para que los entes rectores del sector las discutan, profundicen y tomen las medidas regulatorias y de control que consideren convenientes.

A este respecto, las más importantes recomendaciones que se presentan en detalle son las relacionadas con el mercado spot y el mercado de contratos.

En el mercado spot, se plantean las siguientes recomendaciones: a) aumentar la oferta de gas, b) regular el precio del gas, c) modificar el formato de presentación de ofertas al MEM, d) revisar el impacto del Decreto 2687 de 2008, e) tipificar el abuso del poder de mercado, f) aumentar la capacidad de regulación secundaria de frecuencia y g) crear un mercado independiente para el servicio de regulación secundaria de frecuencia.

En el mercado de contratos bilaterales, se plantean las siguientes recomendaciones: a) establecer el MOR a la brevedad posible, b) reducir los tiempos de vigencia de las ofertas, c) analizar el pass-through puro y d) monitorear los precios pactados en contratos.

La segunda parte del documento presenta el análisis del desempeño del MEM durante el mes de julio de 2008, con base en indicadores calculados para tal fin.

Consistente con los altos niveles de aportes hídricos, julio se caracterizó por un porcentaje elevado del nivel del sistema agregado de embalses (cercano al 80%) y precios promedio relativamente bajos en el spot, aunque a fin de mes ocurrieron precios altos; no obstante, los precios máximos continuaron en cifras muy altas y con una volatilidad marcada. Debido a la hidrología favorable, algunos embalses han vertido agua en magnitudes considerables.

Tal como ha sido el comportamiento característico del sistema, EPM, Emgesa e Isagen son los principales agentes marcadores del precio de bolsa, fijando los precios en forma agregada, durante el 88% del tiempo.

Durante julio algunas plantas térmicas continuaron su estrategia de ofertar precios fuera del rango de competencia, lo cual eliminó en estas plantas la probabilidad de ser despachadas, muy posiblemente con el fin de vender el gas en el mercado secundario. Para el CSMEM resulta inexplicable que estas plantas oferten energía a valores entre 1.500% y 5.000% del precio de bolsa.

En julio la curva de oferta acentuó su inelasticidad tanto en los rangos asociados a niveles medios de demanda como en los niveles altos. Esta variación eleva el poder de mercado que percibe cada agente, lo cual fue consistente para la gran mayoría de los agentes analizados, los cuales aumentaron el índice Lerner asociado a la demanda residual; especialmente son preocupantes los índices superiores a 30% alcanzados por varios agentes del mercado.

El precio promedio de la generación fuera de mérito por planta alcanzó los \$650/kWh en una planta hidráulica. Consecuentemente, el costo de restricciones en el SIN continúa aumentando, como resultado del incremento de las generaciones de seguridad por restricciones de la red y de tensión y los mantenimientos de las subestaciones San Carlos y Chivor, lo cual también refleja la reducción de fortaleza en la red de transmisión.

Los precios máximos horarios del servicio de regulación secundaria de frecuencia - SRSF presentaron valores sostenidos durante el mes entre \$2.000/kWh y \$3.700/kWh. Para el CSMEM estos precios elevados son incompatibles con cualquier valor razonable del costo real del servicio prestado y a su vez evidencian escasez de capacidad de regulación en competencia, lo cual podría subsanarse habilitando más plantas para prestar el servicio, especialmente las térmicas más modernas y de mayor capacidad que existen en el sistema.

Como consecuencia de lo anterior, se acentuó la inequidad en la remuneración del SRSF, dándose el caso de una planta que solo suministró el 2.0% de la holgura total de regulación en el mes y recibió por ello una remuneración del 41% del total de los ingresos por SRSF.

En julio los precios máximos del SRSF además de haber sido muy elevados, se mantuvieron durante todo el mes, e hicieron que se presentaran precios promedios para el servicio de alrededor de \$400/kWh y también que se disparara el costo mensual del servicio a \$64.000 millones de pesos, cifra record en los últimos tres años que está próxima a triplicar el costo promedio del servicio en esos años y que también eleva el costo del servicio al 22% del costo de la energía.

1 Introducción

El presente informe contiene dos partes: a) Reflexiones y recomendaciones sobre la situación del Mercado de Energía Mayorista - MEM y, b) Análisis de desempeño del MEM correspondiente al mes de julio de 2008.

a) Reflexiones y Recomendaciones sobre la Situación del Mercado de Energía Mayorista

En ejercicio del seguimiento del mercado eléctrico se han detectado algunas causas que han presionado al alza tanto de los precios de bolsa como el de los contratos. El precio de bolsa se ha elevado 25% en términos reales si se comparan los promedios 2001 – 2002 con los observados en el período 2006 - 2008; en el de contratos los precios de venta para el 2009 están cerca de un 17% por encima de los pactados para el 2008. Detrás de estas alzas hay factores estructurales asociados al costo de la energía a nivel mundial y local pero también cierta evidencia de uso del poder de mercado que podrían resolverse, por lo menos temporalmente, con modificaciones regulatorias. En este informe se sintetizan los factores que subyacen detrás de la dinámica de los precios de la energía y se plantean algunas recomendaciones para discusión y profundización de los entes responsables del sector.

b) Análisis de Desempeño del MEM correspondiente a Julio de 2008

El CSMEM cuenta con alrededor de 60 indicadores diferentes de seguimiento del Mercado de Energía Mayorista relativos al comportamiento del sistema, la evolución de los precios en la bolsa de energía, el comportamiento de las ofertas, el comportamiento de las reconciliaciones y las restricciones, el mercado de contratos bilaterales y el servicio de regulación secundaria de frecuencia. Ahora bien, en este informe solamente se analizan en detalle aquellos indicadores que tuvieron durante el mes de julio un comportamiento que merezca destacarse.

2 Situación del Mercado de Energía Mayorista

En relación a la dinámica de los precios de la energía eléctrica, los factores que han incidido en la misma tienen que ver con el mercado spot y el mercado de contratos.

2.1 Mercado Spot

2.1.1 Brecha capacidad - demanda

En la segunda mitad de los noventa la capacidad de generación creció al ritmo de la demanda, en buena medida por proyectos de empresas públicas o respaldados en PPAs (Purchase Power Agreement). Desde inicios de la presente década, no han entrado proyectos importantes y la relación capacidad demanda se ha reducido en cerca de 10 puntos porcentuales. La estrechez de este margen, incide en que, a medida que se expande la demanda, cada vez plantas con mayores costos de generación son requeridas en el despacho óptimo presionando al alza los precios del spot. La reciente asignación de Obligaciones de Energía Firme - OEF para el 2013 y años subsiguientes va a mitigar considerablemente este factor estructural en el mediano plazo. No obstante en el horizonte 2009-2012, se pueden esperar condiciones críticas en la holgura del índice demanda – capacidad.

2.1.2 Escasez de gas

El país lleva ya algunos años en que la capacidad de suministro de los principales campos productores de gas y de algunos tramos estratégicos de la red de gasoductos está completamente contratada. Esta situación, unida al crecimiento de la demanda en sectores distintos al termoeléctrico, impide que se estructuren nuevos proyectos de generación a gas e incluso que algunos agentes encuentren dificultades para renovar sus contratos de suministro cuando llega su vencimiento. La incertidumbre del suministro genera expectativas de alzas en precios al futuro, porque plantas eficientes pueden salir del mercado en el mediano plazo. En el caso del transporte existen tramos sobrecontratados que han impedido a algunas plantas participar en el despacho, cediendo su espacio a recursos de generación más costosos.

2.1.3 Alza en precios del mercado secundario de gas

En la regulación vigente del precio de gas en boca de pozo, conviven precios regulados y libres. Esta aproximación es correcta cuando el oferente regulado cuenta con excesos de capacidad porque los agentes bajo el régimen de libertad deben ofrecer precios iguales o inferiores al regulado para poder vender su gas. En un escenario de escasez, como el que caracteriza al mercado colombiano, pueden convivir diferentes precios lo que genera rentas y distorsiones. En particular, los agentes que no cuentan con contratos acuden al mercado secundario a comprar gas, elevando el precio sobre el regulado. Este mercado, entonces, define el costo del combustible para los generadores eléctricos, porque constituye su costo de oportunidad del gas que se utilice en generación.

De esta forma, el precio del gas en el mercado secundario, se está constituyendo en el principal fundamento del precio de la energía en el spot, sobre todo en horas de alta demanda, porque las plantas térmicas inducen los precios de las ofertas de las plantas hidráulicas que finalmente son las que están despejando el mercado. De hecho, varias plantas a gas han dejado de ofertar a precios competitivos, lo que reduce en la práctica, aún más, la brecha entre capacidad y demanda.

El regulador ha tratado de ordenar este mercado imponiendo subastas abiertas para la adquisición del gas. Esta solución parece estar obrando en la dirección opuesta en la medida en que facilita la extracción total del excedente de los compradores y evidencia un poder de mercado enorme del lado de la oferta; así por ejemplo, el gas ofrecido en la subasta reciente lo compró Ecopetrol, que es el mayor productor de gas del país, a un precio que dobla el regulado.

De otra parte, el Decreto 2687 de 2008 sobre abastecimiento de gas natural, que da prioridad a la renovación de contratos a aquellos comercializadores que atiendan usuarios regulados, podría reducir aún más el espacio de contratación al parque termoeléctrico.

2.1.4 Poder de mercado y su utilización

Dada la libertad otorgada por la regulación para la estructuración de ofertas, existe poder de mercado y se presentan evidencias de su utilización. El marco legal y regulatorio, Ley 143 de 1994, exige que las ofertas de los agentes generadores al mercado spot se basen en sus costos marginales. No obstante este mandato, no se han desarrollado mecanismos que permitan constatar su cumplimiento.

El problema es particularmente grave en un mercado dominado por las plantas hidráulicas, donde el costo variable depende de la valoración del agua embalsada que, a su vez, depende de las expectativas del precio futuro en el spot. La endogenidad en la determinación del costo de oportunidad del agua dificulta el control del regulador (o de los responsables del seguimiento del MEM), para determinar si efectivamente las ofertas reflejan el costo marginal.

Por otra parte, si se desconoce el costo marginal, es imposible demostrar situaciones de abuso de poder de mercado asociadas a la retención financiera de capacidad de generación para presionar los precios al alza y obtener mayores utilidades. En la práctica internacional, este es el mecanismo normal para verificar abusos de poder de mercado. De acuerdo con las mediciones del CSMEM, el oligopolio de generadores del MEM detecta poder de mercado importante, estimado como el índice de Lerner a partir del inverso de la elasticidad precio de la demanda residual. El gráfico No 1 muestra los índices de Lerner estimados a partir de enero de 2006 para las horas de demanda alta, los cuales presentan actualmente valores entre 20 y 30% para los principales agentes del MEM; esta misma situación se repite en horas de demanda media y baja.

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Alta

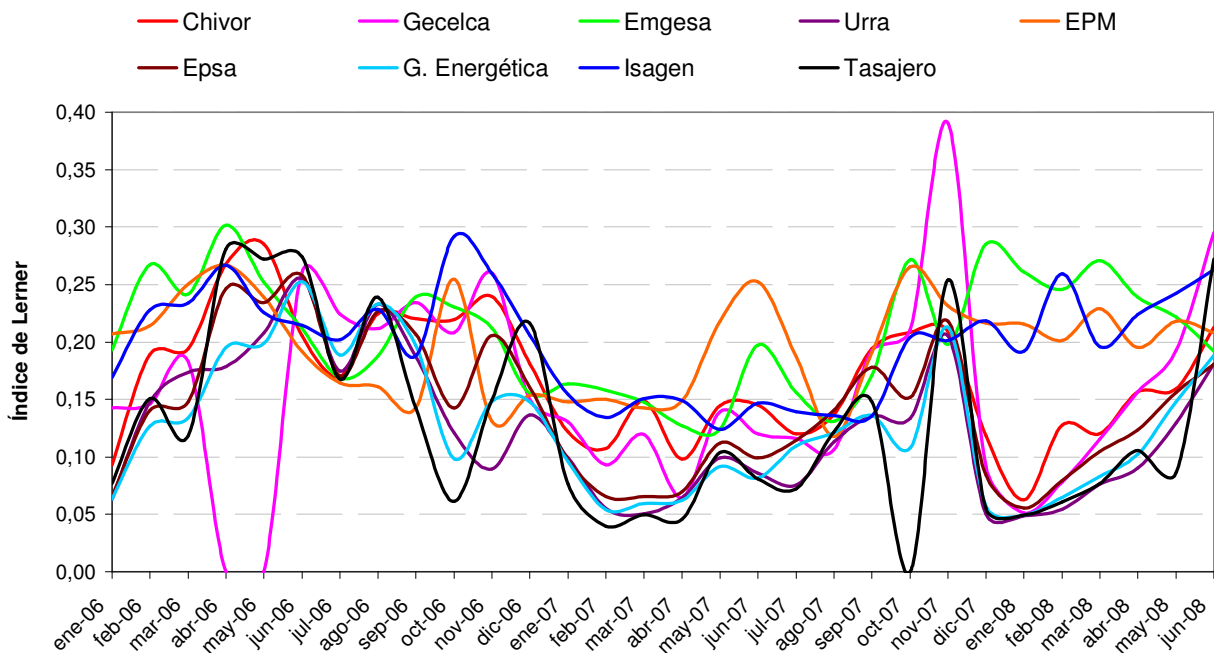


Gráfico No 1

De igual forma una observación continua del mercado permite presumir que los agentes han desarrollado estrategias de dominancia conjunta que les facilita ejercer su poder de mercado durante un porcentaje elevado del tiempo.

- **Plantas Hidroeléctricas.** Si bien la valoración del agua es endógena, esta no debería variar sustancialmente de un día a otro, puesto que las reservas se consumen en un período prolongado de tiempo. En otras palabras la valoración del agua depende de las expectativas futuras del precio en el spot y estas de fundamentales (expectativas hidrológicas, precios de los combustibles, evolución de la demanda) que no cambian radicalmente en períodos diarios o semanales. Una excepción es un régimen inusual de aportes que modifique radicalmente el nivel del embalse, pero, en este caso se trata de situaciones poco frecuentes.

No obstante, el seguimiento del mercado ha permitido constatar que las ofertas de varias plantas, pertenecientes a todos los agentes con recursos hídricos de magnitudes considerables, oscilan mediante variaciones bruscas, delimitadas entre el precio mínimo de oferta regulado y algún precio en el rango de cierre del mercado; a manera de ejemplo este comportamiento se ilustra en los gráficos No 2 a 4. Con esta estrategia se obtiene una probabilidad elevada de incrementar o sostener el precio elevado, dado que la capacidad conjunta de los oferentes en el rango alto de precios es pivotal (sin su concurrencia no se despeja el mercado).

**Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y
Disponibilidad - Chivor
Enero de 2008 a Junio de 2008**

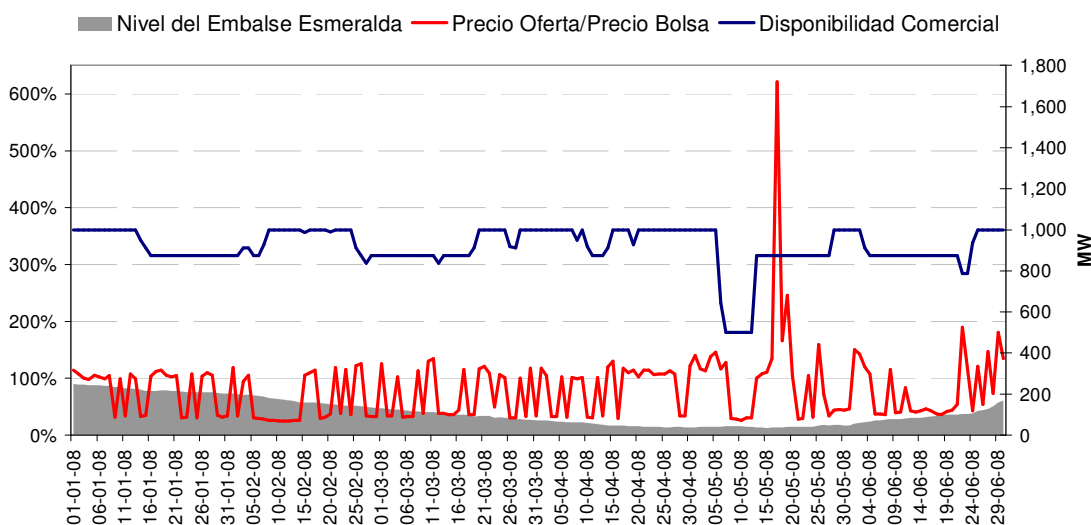


Gráfico No 2

**Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y
Disponibilidad - Betania
Enero de 2008 a Junio de 2008**

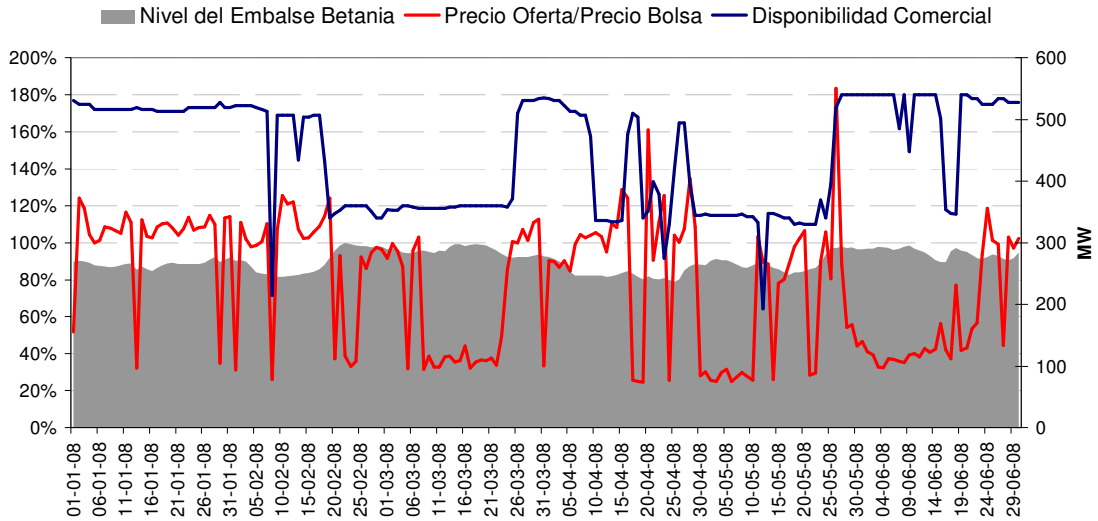


Gráfico No 3

**Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y
Disponibilidad - Jaguas
Enero de 2008 a Junio de 2008**

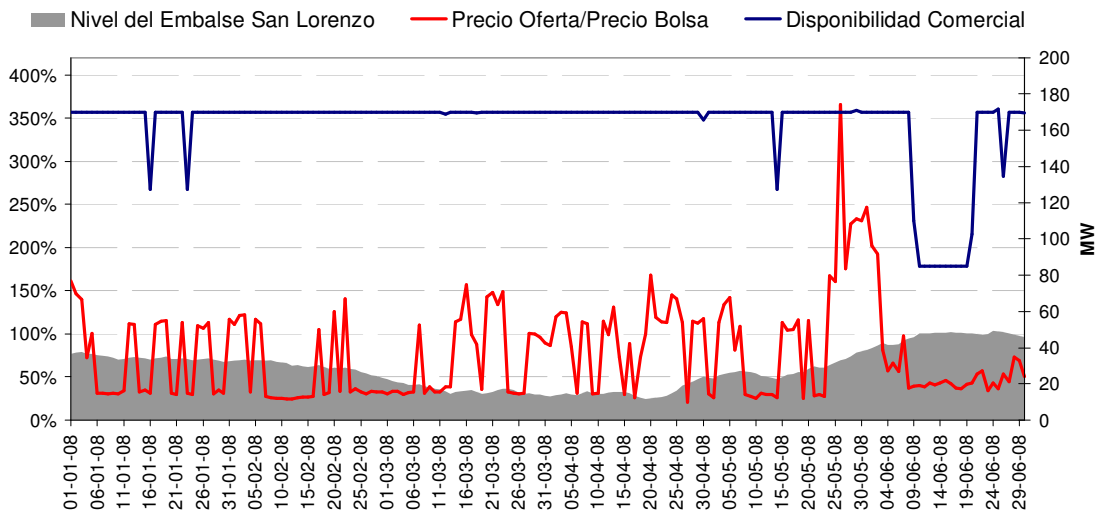


Gráfico No 4

Esta evidencia permite inferir, en casos extremos, que los agentes no están atendiendo la restricción de basar ofertas en costos, ya que en algunas oportunidades presentan ofertas de precios altos un día antes de verter el agua; un ejemplo de esta situación se evidencia en el gráfico No 5. En efecto, el agua vertida tiene un costo de oportunidad cero y pocos días antes de vertimiento el valor esperado de esa agua debe ser bajo, puesto que la probabilidad de verter es elevada.

**Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y
Disponibilidad - Guatapé
Enero de 2008 a Junio de 2008**

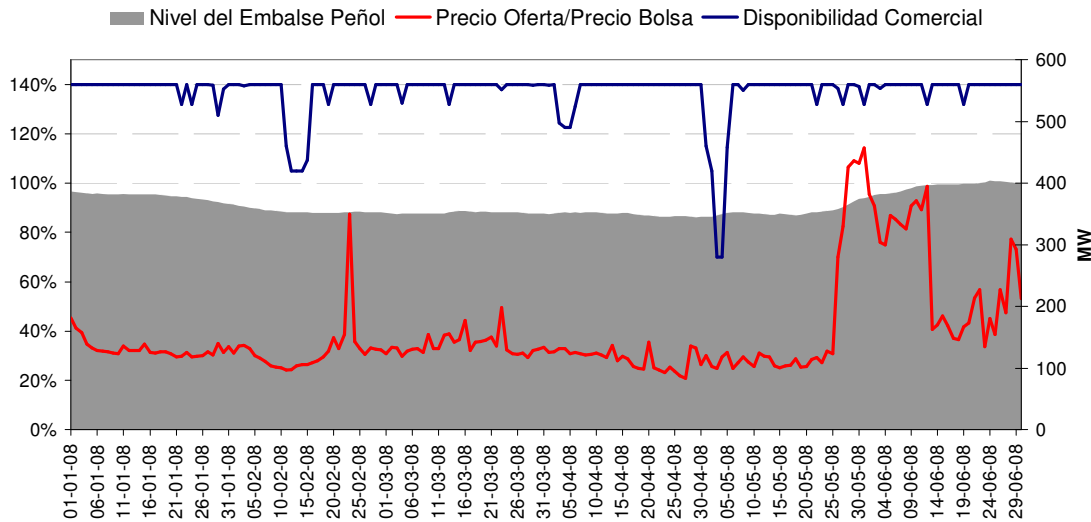


Gráfico No 5

En otras situaciones, lejos de la probabilidad de verter, sorprende el número de días de cada mes en los cuales los 4 principales agentes mantienen por lo menos una de sus plantas grandes en el rango de competencia de precios. Si todos los agentes mantienen alguna de sus plantas cerca del precio esperado del mercado, el precio del spot adquiere inercia en la medida en que, para abastecer la demanda es indispensable acudir a alguna planta que esté ubicada en este rango de precios, con lo cual se reduce la probabilidad de una caída abrupta de precios.

En relación a las plantas marcadoras del precio de bolsa, el gráfico No 6 muestra como durante el último año, periodo julio 2007 a junio 2008, fueron las plantas hidráulicas las que presentaron los mayores porcentajes de tiempo marcando el precio, aún para el mayor rango de precios (más de \$80/kWh). Este análisis demuestra además, que es incorrecta la percepción de que las plantas

termoeléctricas son las que definen el precio de bolsa en las horas de alta demanda.

Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio Julio de 2007-Junio 2008

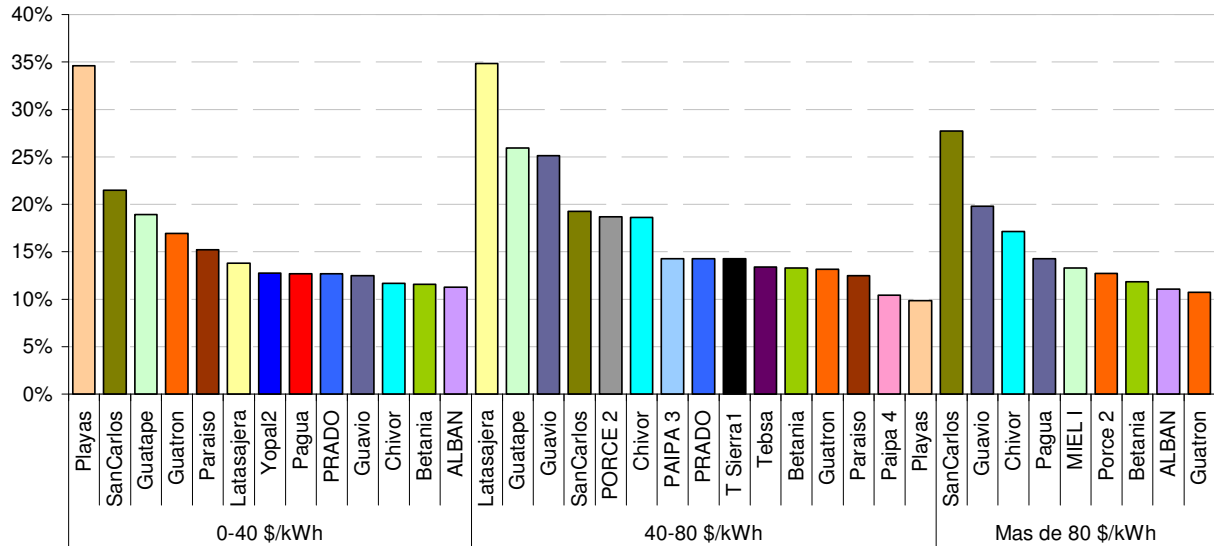


Gráfico No 6

- **Plantas Termoeléctricas.** En este caso es posible reunir un acervo concluyente en el sentido de que muchas de las térmicas no estructuran sus ofertas basadas en costos marginales; esta situación a manera de ejemplo se ilustra en los gráficos No 7 y 8.

Aún cuando el CSMEM desconoce el precio al que se tranza el gas en el mercado secundario (costo de oportunidad relevante para calcular el costo del despacho), los precios a que ofertan varias plantas térmicas son incompatibles con cualquier valor razonable del costo del gas y la eficiencia de las unidades.

Esta práctica, que presumiblemente responde a la necesidad de minimizar el riesgo de ser despachadas para no incumplir contratos de venta de gas en el secundario, se traduce en el ejercicio de poder de mercado, en el sentido en que se está reteniendo capacidad (por medios financieros), que aumenta la pendiente de la función de oferta en el MEM y con ello el poder de mercado y los precios. En otros

mercados no se permite ofertar la energía a precios tan alejados del costo marginal que puede estimar el regulador.

Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Termocentro Enero de 2008 a Junio de 2008

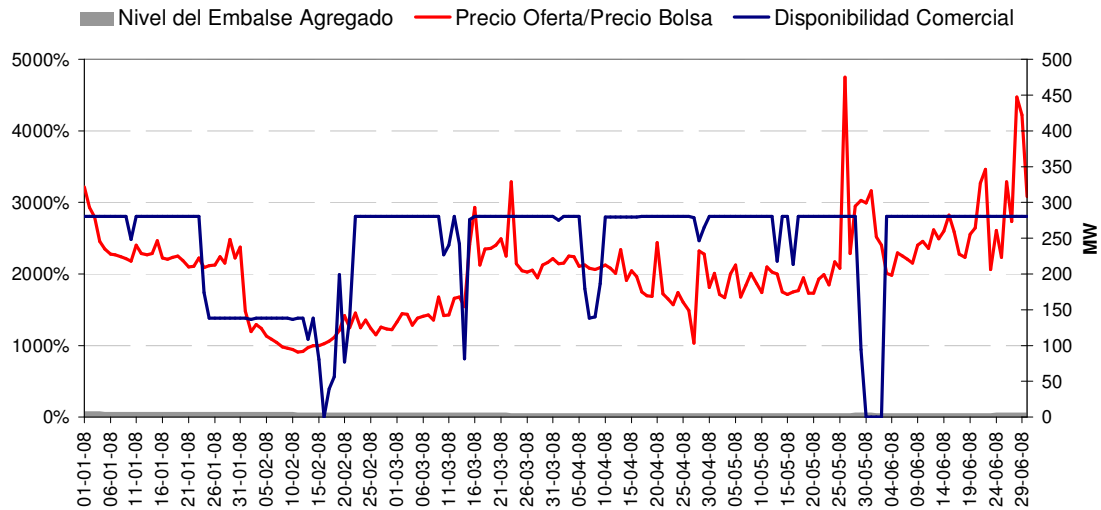


Gráfico No 7

Relación Precio de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad - Termoflores 2 Enero de 2008 a Junio de 2008

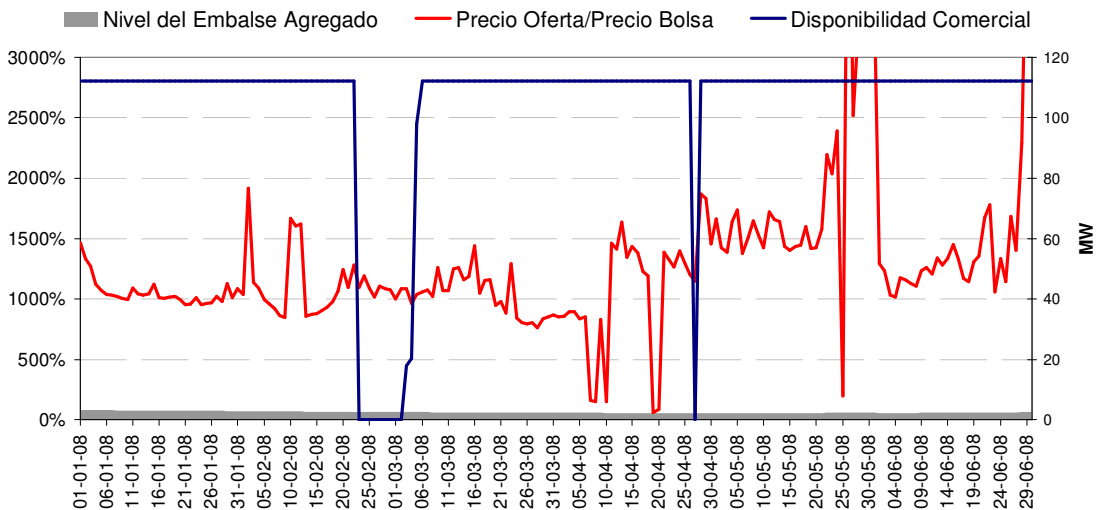


Gráfico No 8

2.1.5 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia - SRSF

Colombia es el único mercado en donde el precio de la oferta del SRSF es el mismo de la energía ofertada en el mercado Spot. Es claro que el hecho de definir varios productos con un solo precio, puede conllevar a que se presenten comportamientos estratégicos y que los precios resultantes no sean óptimos para el mercado.

Dado que los precios para la banda de regulación disponible se determinan con base en los precios de oferta individuales de los generadores (además del mínimo precio horario de bolsa en el día) y no con base en un precio marginal de cierre de mercado, se presentan situaciones que reflejan inequidad en el mercado. Por ejemplo, el gráfico No 9 ilustra el caso en el cual un proveedor que suministró alrededor del 2% de la capacidad de regulación en el mes de julio de 2008, recibió el 41% de los ingresos totales pagados por este servicio.

Distribución del Servicio de AGC Julio de 2008

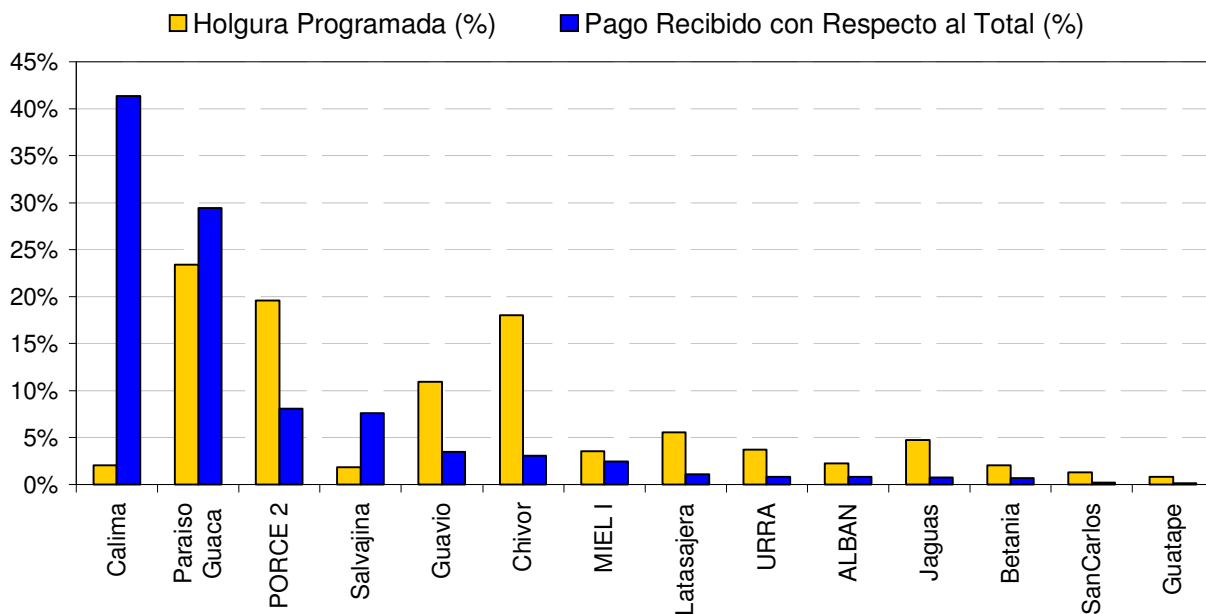


Gráfico No 9

Además, si se presentan precios del SRSF superiores al precio de Bolsa, como sucedió en el ejemplo ilustrado en el gráfico No 9, con valor de \$3.700/kWh (evidencia de escasez de capacidad de regulación en competencia y utilización del poder de mercado), simultáneamente para esas unidades, en adición al costo del servicio, se

incurre en generaciones fuera de mérito onerosas, que implican reconciliaciones positivas por la energía efectivamente generada en la banda de regulación u holgura, y por la energía mínima requerida por restricciones operativas de esos generadores. Así mismo, también existe otro costo indirecto que corresponde a la energía desplazada en otros generadores (reconciliación negativa), como consecuencia de la generación forzada que requiere el SRSF.

Siendo el costo del SRSF del orden del 25% al 30% del valor de las transacciones en bolsa, y que éstas corresponden al 30% de la demanda de total de energía, se puede concluir que el costo del SRSF representa entre 7.5% y 9% del precio total de la energía en el mercado mayorista (más de 20% en julio de 2008, donde el costo del SRSF ascendió a \$64.000 millones), sin considerar los costos adicionales de las generaciones forzadas y las desplazadas por el servicio.

2.2 Mercado de Contratos

2.2.1 Mercado de vendedores

Los generadores de energía optimizan su exposición al riesgo y con ello la relación entre su capacidad de generación y la exposición a bolsa. En el pasado, algunos agentes que contrataron ventas por encima de su capacidad soportaron pérdidas importantes en un período de alzas en el precio de bolsa. Por lo anterior, la cantidad que se quiere comprometer en contratos está dada y puesto que la oferta no se ha expandido en los últimos 8 años, y la demanda se ha incrementado, los agentes generadores ya cuentan con una base relativamente fija de clientes y no deben competir para buscar nuevos compradores.

Este hecho permite caracterizar el mercado de contratos como un mercado de vendedores que, de alguna forma puede imponer las condiciones en términos de a quién y a qué precio contratan su energía. Las convocatorias de compra para atender usuarios regulados no alteran esta característica estructural de la industria, en la medida en que persiste una demanda por contratos superior a la oferta que los generadores quieren comprometer mediante contratos bilaterales.

2.2.2 Integración vertical

La existencia de un mercado de vendedores se agrava si se considera que varias empresas generadoras tienen además intereses en sus “asociadas” distribuidoras.

Obviamente la concurrencia y el interés por concurrir a las convocatorias de sus afiliadas es mayor que la de brindar su energía a terceros distribuidores. Se crea, de esta forma, una asimetría en las condiciones de compra de energía entre las integradas y las que no lo son.

Por otra parte, dado que los usuarios regulados son más inelásticos que los no regulados, se ha observado un resultado distorsionado en el sentido que los primeros pagan más por la energía, que los últimos. Esta segmentación de precios está asociada a la integración generación – distribución y refleja el uso del poder de mercado. La CREG estudió el tema y desvirtuó uno a uno los factores que de acuerdo con los generadores incidían en el diferencial de precios entre estos dos grupos de compradores.

2.2.3 Segmentación geográfica del mercado

Como resultado de los dos puntos anteriores, se ha constatado que el mercado se ha segmentado geográficamente. Excepto Isagen, cada generador concentra la casi totalidad de sus clientes en el área geográfica donde está ubicado. Esta estructura es causada por el poder de mercado (en un ambiente competido habría rivalidad por clientes en cualquier región) y a su vez, refuerza el poder de mercado expresado en el hecho que cada generador actúa como un cuasi monopolio en su región a la hora de firmar contratos.

2.2.4 Expectativas de precios altos 2009 – 2012

Detrás de la escalada de precios en el mercado de contratos están sin duda, las perspectivas crecientes de precios en el futuro próximo en el spot. Los agentes anticipan los efectos alcistas del spot, escasez de gas y estrechez de oferta, en el período 2009 – 2012, y no hay ninguna razón para que comprometan su energía en esos años a precios inferiores a los que esperan regirán en el spot.

2.2.5 Energía congelada durante las adjudicaciones de compra de energía

Los procedimientos de compra de energía en las convocatorias demandan períodos prolongados para la adjudicación. Una vez se ha ofertado en las convocatorias, la energía comprometida no se puede ofrecer en otra convocatoria porque, en caso de

salir adjudicatario en las dos, los niveles de contratación y la exposición de los vendedores podría situarse por encima del nivel deseado.

2.2.6 Pass-through puro

Recientemente la regulación adoptó el pass-through puro según el cual el comercializador puede transferir a los usuarios finales el costo que efectivamente pagó por su energía. Con la medida se busca evitar las pérdidas financieras de los comercializadores cuando compraban por encima de los precios de mercado y debían trasladar un precio referenciado en el mercado.

El pass-through puro opera bien en ausencia de poder de mercado e integración vertical. No obstante, cuando estos factores están presentes puede abrir una oportunidad a prácticas nocivas para el bienestar en que se compra caro al integrado y se traslada el mayor precio a los usuarios finales (inelásticos) y resta incentivos a dedicar esfuerzos en la gestión de compra de energía.

2.2.7 Compradores ilíquidos o insolventes

En los últimos años se han fortalecido considerablemente las finanzas de las comercializadoras. No obstante, aún pueden persistir algunas empresas en condiciones financieras débiles a las cuales los generadores no quieren vender su energía por riesgos asociados a problemas de pago. Puesto que se trata de un mercado con excesos de demanda, los generadores tampoco tienen necesidad de atender las solicitudes de este grupo de empresas.

3 Propuestas para Discusión

3.1 Mercado Spot

3.1.1 Aumentar la oferta de gas

El gobierno debe tomar medidas de emergencia para acelerar la extracción de las reservas de gas, que son suficientes para cubrir más de 20 años de producción a los ritmos de consumo actual. La propuesta en esta dirección es que el gobierno, como socio mayoritario de Ecopetrol, impulse el desarrollo de los proyectos de ampliación de capacidad de tratamiento del gas de Cusiana y del Pie de Monte. Debería, además, ofrecer contratos para la venta de este gas desde la fecha esperada de entrada en operación de los proyectos.

3.1.2 Regular el precio del gas

En Colombia la industria del gas se puede caracterizar como un duopolio (cuasi monopolio regional: norte – centro, dominados por un mismo agente) de un bien no transable. Bajo esta configuración la libertad de precios genera rentas a los productores. La recomendación para este tipo de industrias es regular los precios. La regulación debería cobijar todo el gas disponible para evitar las distorsiones asignativas y los efectos indeseables y rentas que los precios del gas generan en el MEM. El precio regulado se podría basar en el costo en el mercado externo menos el costo de transporte para situarlo en ese mercado.

3.1.3 Modificar el formato de presentación de ofertas al MEM

En un mercado mayorista de energía eléctrica competido entre mayor sea la frecuencia de la vigencia de las ofertas, se logra mayor eficiencia porque los agentes pueden incorporar señales de escasez o abundancia con variaciones muy cortas. No obstante, ante evidencias de poder de mercado conviene estructurar reglas regulatorias que dificulten la coordinación entre agentes para sostener la inercia de precios altos.

Se recomienda evaluar la conveniencia de establecer ofertas de precio vigentes para períodos de una semana, o reglas de incrementos máximos en los precios entre una oferta y la del día siguiente (reglas de variación), para impedir oscilaciones fuertes y castigar a aquellos agentes que se desvíen demasiado del costo marginal. XM podría

simular si un cambio en esta dirección limita las opciones de ejercer poder conjunto de mercado.

El cambio de ofertas horarias a diarias en el MEM generó una reducción de precios, por lo menos mientras los agentes se acomodaron al nuevo esquema. Quizás un elemento en contra de imponer este remedio regulatorio es que puede enrarecer el ambiente de los agentes que recién asumieron OEF.

Una alternativa menos fuerte es obligar a los agentes a sustentar los precios de sus ofertas con base en sus propios cálculos de costos marginales. Presumiblemente, si se instaura un sistema de monitoreo de la elaboración de ofertas, los agentes van a encontrar dificultades para continuar con las prácticas actuales. En el caso de las térmicas, claramente se impedirían ofertas a los niveles actuales que las marginan de cualquier posibilidad de participar en el despacho ideal.

3.1.4 Revisar impacto del Decreto 2687 de 2008

Con relación al impacto del decreto de abastecimiento de gas natural, se recomienda verificar si las reglas de renovación de contratos pueden implicar, bajo las condiciones actuales de suministro, que algunas térmicas importantes en la definición del precio de la energía, o las reconciliaciones, no puedan contratar la totalidad del gas para cubrir sus necesidades hasta el 2012. Específicamente merece revisarse si TEBSA y Flores podrían quedar sin suministro en firme por la prioridad de suministro dada al sector residencial.

3.1.5 Tipificar el abuso del poder de mercado

Para poderse penalizar, debe definirse regulatoriamente la exclusión física o financiera de unidades de generación que representen un aumento sostenido (individual o en conjunto), en las utilidades del agente generador, como típico abuso de poder de mercado.

En Texas se tipificó el abuso del poder de mercado y al parecer, eso ha permitido disciplinar a los agentes. Una norma sencilla que tipifique y sancione estos comportamientos puede desincentivar las prácticas que se observan hoy en día en el MEM.

3.1.6 Aumentar la Capacidad de Regulación Secundaria de Frecuencia

De acuerdo con los requisitos técnicos establecidos, las plantas de generación que prestan el SRSF en el MEM, no tienen la capacidad de regulación suficiente para abastecer adecuadamente las necesidades del sistema en condiciones de competencia (existe poder de mercado y suele ser utilizado). Adicionalmente en el invierno, la capacidad de regulación de las plantas hidráulicas se reduce, ya que los niveles altos de embalse no les permiten regular en toda la banda nominal, agudizándose aún más el problema. Es necesario por tanto incrementar tal capacidad de regulación, para lo cual el CSMEM recomienda que se realicen los estudios requeridos para incluir otras plantas, especialmente las plantas térmicas más modernas y de mayor capacidad que existen en el sistema.

La experiencia internacional muestra que la regulación secundaria de frecuencia es posible de ser realizada con mezcla de plantas térmicas e hidráulicas. Si bien es cierto que las plantas térmicas normalmente presentan una respuesta de tiempo más lenta que las hidráulicas, esto no es impedimento para utilizarlas en forma coordinada sin que se presenten acciones de sobrecontrol, ya que estas condiciones técnicas hoy en día son manejadas en forma adecuada por los algoritmos de AGC (Automatic Generation Control) existentes en los centros de control modernos, como es el caso del Centro Nacional de Despacho - CND.

3.1.7 Crear un mercado independiente para el SRSF

Para evitar los comportamientos estratégicos y las distorsiones del mercado resultantes de definir varios productos con un solo precio, así como las inequidades en la remuneración que resultan en la prestación del SRSF, el CSMEM recomienda que se estudie la separación de los precios de oferta para cada uno de los productos, tal que los generadores realicen tratamientos independientes en sus ofertas, que expresen los costos realmente asociados al servicio que se quiere prestar (energía o SRSF). Esto daría por resultado la creación de un mercado independiente para este servicio complementario, donde su funcionamiento adecuado requiere suficiente capacidad de regulación puesta en competencia.

3.2 Mercado de Contratos

3.2.1 Establecer el MOR

La CREG ha anunciado el establecimiento de un mercado administrado de contratos anónimos y estandarizados. Esta propuesta puede reducir el poder en el mercado de contratos e igualar las condiciones de acceso de todos los agentes. El mercado idealmente debería cubrir las compras de energía dirigidas a sectores regulados y no regulados y operar bajo plataformas de Internet tal y como se realizó con éxito la asignación de OEF.

Si bien el MOR soluciona de raíz el poder en este mercado, subsiste la duda acerca de quién sería el garante ante los vendedores de eventuales default en el pago de los compradores. Este aspecto se podría subsanar con una cámara de compensación y con mecanismos de cobertura como los que operan en los mercados de valores. XM podría operar el mercado pero, obviamente no le corresponde cumplir las veces de garante de las transacciones.

3.2.2 Reducir los tiempos de vigencia de ofertas

El CSMEM recomienda revisar los requisitos de las convocatorias de compra de energía del mercado no regulado, para reducir al mínimo los tiempos que utilizan los compradores en adjudicar las compras bajo contratos bilaterales. Puesto que el precio es la variable única de decisión, la adjudicación se debería realizar en un par de días. Esta medida pretende evitar que la disponibilidad de energía quede atrapada por períodos prolongados, lo cual puede contribuir a aumentar la concurrencia en las convocatorias. Su implementación sería transitoria, mientras se implementa el MOR).

3.2.3 Analizar el pass-through puro

Se debe analizar si el pass-through puro ha exacerbado los problemas de integración vertical. Una vez implementado el MOR el pass-through puro se puede utilizar sin riesgos. El punto es que mientras se implementa el MOR, convendría analizar si se están presentando abusos del mecanismo, como pueden ser las compras a precios excesivos para capturar rentas y trasladar sobrecostos al usuario final. Conviene analizar si la entrada en vigencia del pass-through puro, tuvo un impacto estadístico significativo en el nivel de precios de energía en contratos y si el carácter de integrado verticalmente incide en los precios de compra.

3.2.4 Monitorear los precios pactados en contratos

Se debe implementar un sistema de información para monitorear los precios pactados en contratos, que incorpore información por el lado de la oferta y por el lado de la demanda. Actualmente la información del mercado de contratos es insuficiente para monitorear la eficiencia del mercado.

Se debería contar con un sistema de información que permita, con periodicidad mensual, obtener información de precios, cantidades, número de transacciones y modalidades contractuales, donde se discriminen las ventas entre generadores, las de regulados y las de no regulados. El sistema debería incluir información generada por compradores tal como, número de convocatorias, energía comprada y/o solicitada, número de oferentes, precio de cierre de la convocatoria, entre otras. El sistema tendría un carácter transitorio mientras se implementa el MOR, puesto que el MOR generaría su propia información.

3.3 Bibliografía y Fuentes de Información

- Decreto 2687 de 2008 del Ministerio de Minas y Energía
- Resolución CREG 119 de 2007
- Informe No 18. “Reflexiones sobre el Documento de Abastecimiento de Gas Preparado por la CREG”. CSMEM, Agosto 31 de 2007.
- Informe No 20. “Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia”, CSMEM, Septiembre 14 de 2007.
- Informe No 24. “Aspectos Determinantes del Mercado de Energía”, CSMEM, Diciembre 4 de 2007.
- Informe No 25. “Reflexiones sobre la Contratación de Energía”, CSMEM, Diciembre 18 de 2007.
- Informe No 26 “Impacto del Mercado de Gas en el Precio de la Energía Eléctrica”. CSMEM, Abril 21 de 2008.
- Informe No 27. “Coordinación del Despacho Gas-Electricidad”, CSMEM, Mayo 18 de 2008.
- Informe No 29. “Subasta del Cargo por Confiabilidad – Impacto en el MEM”, CSMEM, Julio 25 de 2008.

4 Análisis de Desempeño del MEM

Este análisis se ha llevado a cabo con base en los indicadores que durante el mes de julio de 2008 tuvieron un desempeño particular que merece destacarse.

4.1 Comportamiento del sistema

La generación eléctrica para julio de 2008 con respecto a julio de 2007 creció en solo el 1% como resultado del bajo crecimiento de la demanda interna y las menores ventas al Ecuador. Se observa una fuerte variación en la estructura de generación, en la cual han ganado espacio la generación hidráulica y la cogeneración y han cedido participación las plantas térmicas tanto a gas como a carbón. Este comportamiento del mercado es compatible con el nivel relativamente elevado de aportes hídricos en lo corrido del 2008.

4.1.1 Aportes Hídricos Agregados

El gráfico número 10 presenta la evolución de los aportes hídricos agregados del SIN durante los últimos 12 meses comparados con el promedio histórico.

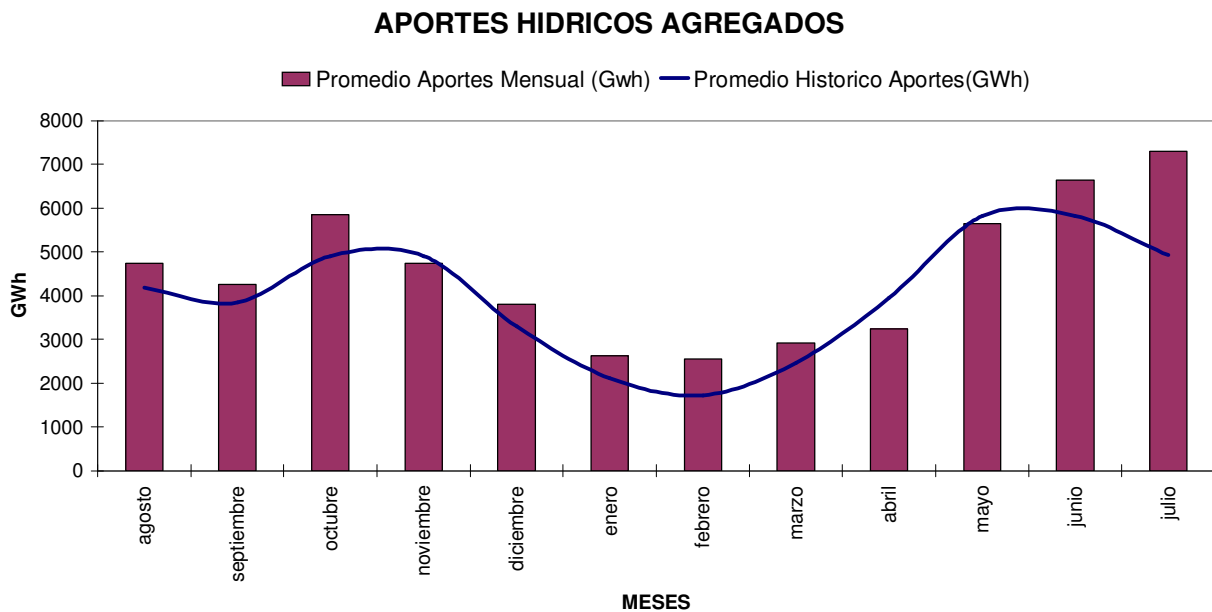


Gráfico No 10

Este año el sistema de embalses mostró niveles de aportes muy por encima del promedio histórico durante el primer trimestre y en junio y julio. El parque de generación hidráulica ha contado con excesos de energía lo que ha facilitado su aumento en la participación del despacho.

4.1.2 Vertimientos

El gráfico No 11 presenta para los últimos doce meses, las plantas donde ocurrieron los vertimientos mensuales más importantes.

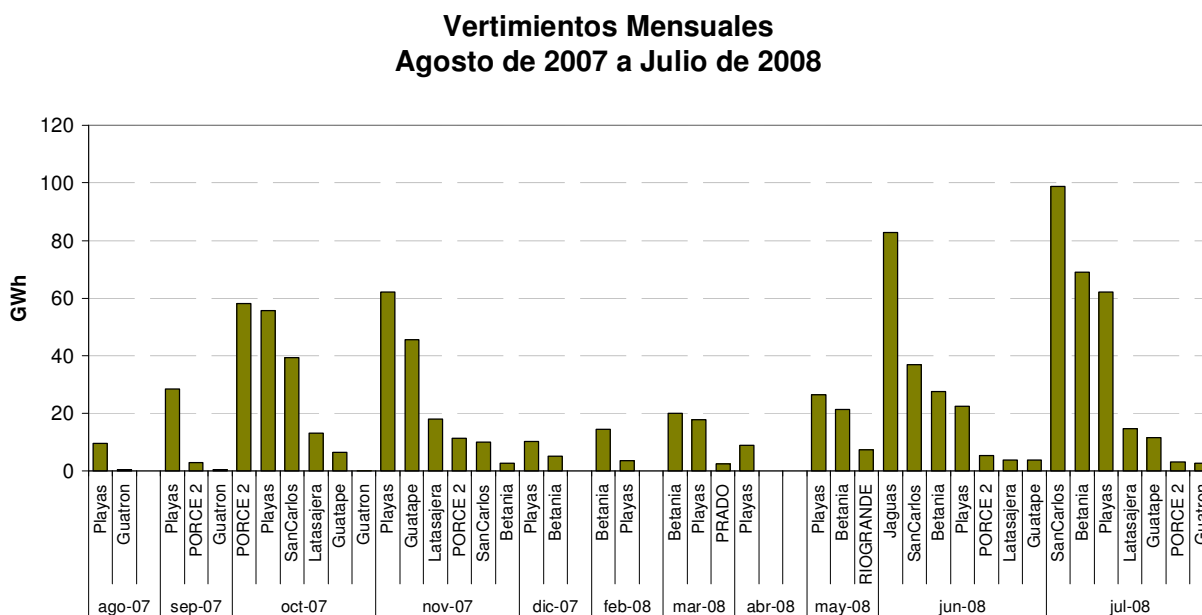


Gráfico No 11

Debido a la hidrología favorable, algunos embalses han debido verter agua en magnitudes considerables, como se observa en el gráfico. Este comportamiento es perfectamente explicable en plantas de baja regulación como Betania; para plantas como San Carlos y Playas con alguna capacidad de embalse, es importante analizar si los vertimientos se presentaron después de ofertar precios elevados en la bolsa que los marginaran del despacho.

4.2 Evolución de los precios de Bolsa

4.2.1 Evolución del Precio de Bolsa Diario vs Nivel de Embalse Agregado

El gráfico No 12 presenta la evolución del valor promedio diario del precio de bolsa, los valores máximos y mínimos horarios de bolsa y el nivel de embalse agregado diario, para los últimos 6 meses.

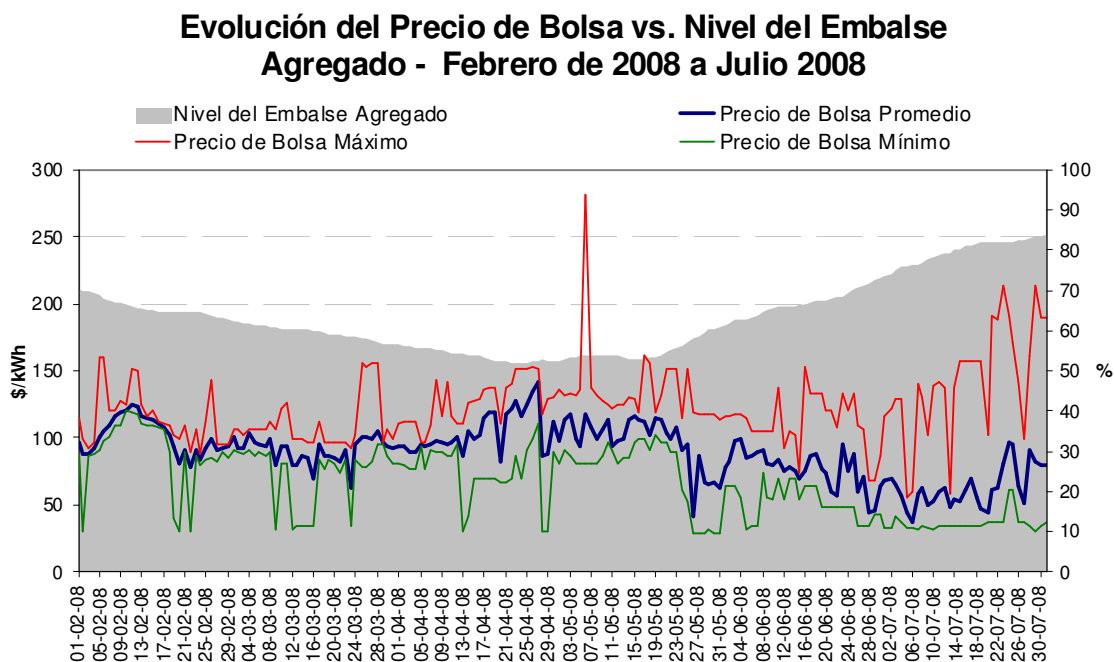


Gráfico No 12

Consistente con los altos niveles de aportes, julio se caracterizó por un porcentaje elevado del nivel del sistema agregado de embalses (cercano al 80%) y precios promedio relativamente bajos en el spot, aunque a final de julio se registraron precios de \$95/kWh. No obstante, durante este mes los precios máximos continuaron en cifras muy altas y con una volatilidad marcada. Los precios en horas de baja demanda, en contraste, se estabilizaron muy cerca del mínimo permitido por la regulación.

4.3 Comportamiento de Ofertas

4.3.1 Agentes Marcadores del Precio

El gráfico No 13 presenta en cada mes del último año, los cinco agentes que corresponden con el mayor porcentaje de tiempo en que fueron marcadores del precio.

Tal como ha sido el comportamiento característico del sistema, EPM, Emgesa e Isagen son los principales agentes marcadores del precio de bolsa, fijando los precios en

forma agregada, durante el 88% del tiempo. En julio EPM presentó un índice de coincidencias del 38% como marcador del precio de bolsa, correspondiendo éste al máximo valor presentado por un agente en los últimos doce meses.

Porcentaje de Tiempo que cada Agente fue Marcador del Precio de Bolsa Agosto de 2007 a Julio de 2008

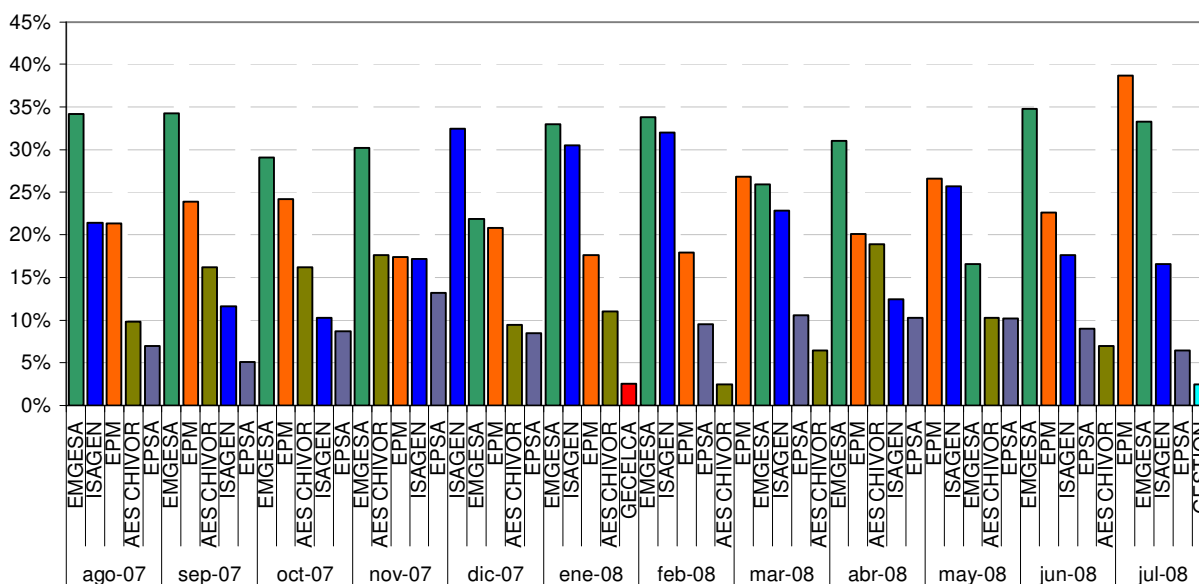


Gráfico No 13

4.3.2 Plantas Marcadoras del Precio

El gráfico No 14 presenta para los últimos tres meses, las cuatro plantas con el mayor porcentaje de tiempo de fijación del precio de bolsa, dentro de tres rangos de precios de oferta.

Se destaca en el mes de julio que el conjunto de plantas Paraíso y La Guaca fue el marcador de precio durante el 23% del tiempo, en periodos de demanda alta. Esta situación como se verá posteriormente, coincide con el hecho de que estas plantas presentaron ofertas de precio elevadas y tuvieron una alta participación en el servicio de regulación secundaria de frecuencia, el cual se paga al precio de oferta. El liderazgo de EPM en fijación de precios se explica más en horas de baja demanda con Guatapé y Playas y el de Emgesa en media demanda con Guavio.

Porcentaje de Tiempo que cada Planta fue Marcadora del Precio de Bolsa por Rangos de Precio Julio de 2008

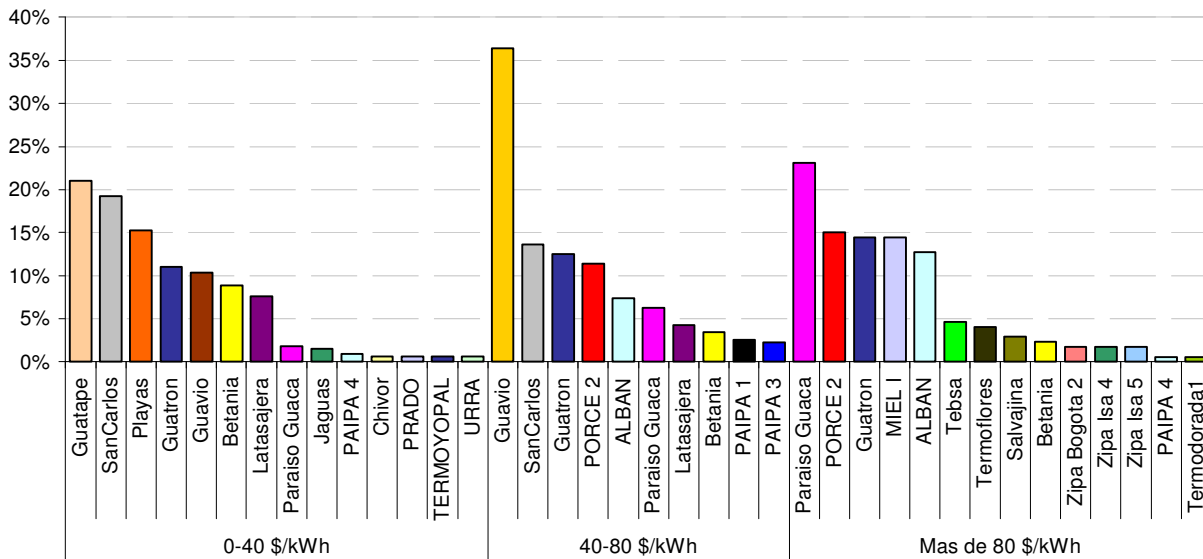


Gráfico No 14

4.3.3 Relación Precios de Oferta / Precio de Bolsa y Disponibilidad

El análisis llevado a cabo por el CSMEM en esta sección, está basado en la información recopilada y procesada para la relación de los precios de oferta de los agentes con respecto al precio de bolsa, la disponibilidad de las plantas, el nivel de embalse agregado del sistema y el nivel específico de cada planta hidráulica:

- En general se observa que las plantas hidráulicas ofertaron a precios bajos durante julio para asegurar el despacho y evitar vertimientos futuros. Este fue el caso de Chivor, Betania y Guatapé.
- En el caso de San Carlos, a pesar de los vertimientos, la planta movió su precio constantemente entre los rangos de competencia y niveles bajos para asegurar el despacho en una estrategia compatible con un líder de precios.
- Paraíso - La Guaca en julio ofertó su energía alcanzando valores hasta de 1.100% del precio de bolsa, además fue el principal marcador de precios para el periodo de demanda alta.

- Porce con un nivel de embalse alto, presentó ofertas oscilatorias entre 100% y 180% del precio de bolsa, lo cual también se reflejó en que fuera una planta importante en la marcación del precio de bolsa para periodos de demanda alta y media, como lo indica el gráfico 14.
- Tebsa durante todo el mes manejó sus precios de oferta por encima del 150% del precio de bolsa, alcanzando valores de 400%. Esto podría significar una muy baja participación en el despacho; sin embargo, por restricciones de seguridad participó activamente generando fuera de mérito.
- TermoCentro, TermoFlores y TermoSierra durante julio continuaron su estrategia de ofertar precios fuera del rango de competencia, lo cual eliminó en estas plantas la probabilidad de ser despachadas, muy posiblemente con el fin de vender el gas en el mercado secundario. Resulta para el CSMEM inexplicable que estas plantas oferten energía a valores de hasta 5.000%, 3.000% y 1.500% del precio de bolsa respectivamente.

4.3.4 Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica

**Evolución de los Precios de Oferta Hidráulica y Térmica
Agosto de 2006 a Julio de 2008**

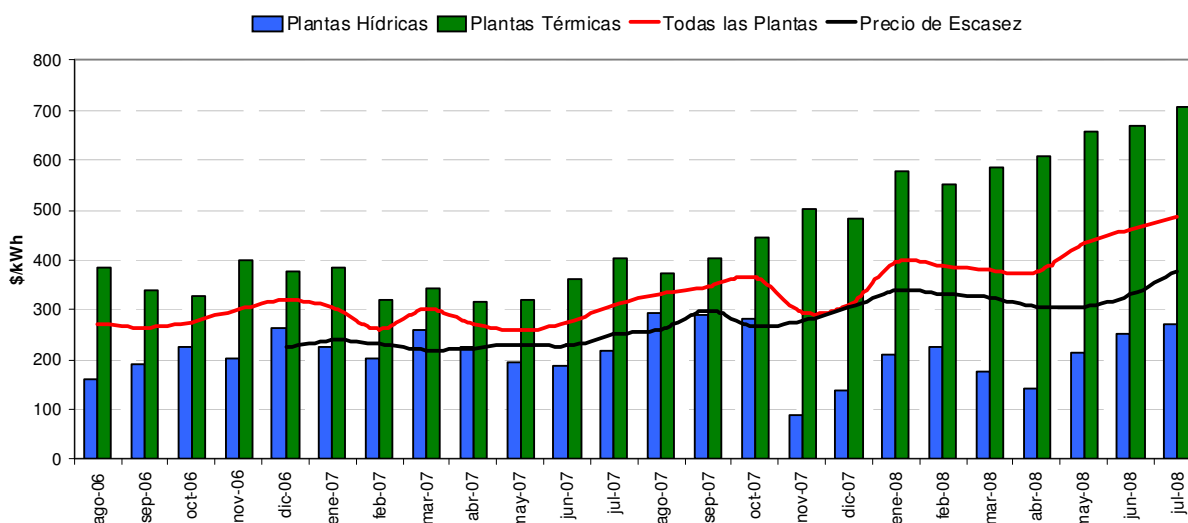


Gráfico No 15

El gráfico No 15 presenta la evolución a nivel mensual de los precios promedio de oferta de las plantas hidráulicas, térmicas, el total y el precio de escasez, para los últimos 24 meses.

En julio continuó la tendencia ascendente en los precios promedio que oferta el parque térmico en el MEM. Este comportamiento está relacionado sin duda con la estrechez en el mercado de gas. Como se anotó anteriormente, algunas plantas térmicas a gas que históricamente han participado en algún grado en el mercado, en estos últimos meses se han marginado ofertando precios que no guardan ninguna relación con su costo marginal.

Las plantas hidráulicas por su parte, si bien en el año 2008 han mantenido precios de oferta un poco menores a los del año pasado, en julio ofertaron en promedio a más de \$270/kWh, valor que se puede considerar elevado dada la hidrología y el nivel del embalse agregado.

4.3.5 Curvas de Oferta en Bolsa Promedio

El gráfico No 16 presenta la curva de oferta de precio promedio en bolsa para los últimos 3 meses, indicando además para el mes de julio, las demandas mínima y máxima a nivel nacional, así como el TIE actual y el esperado en el semestre.

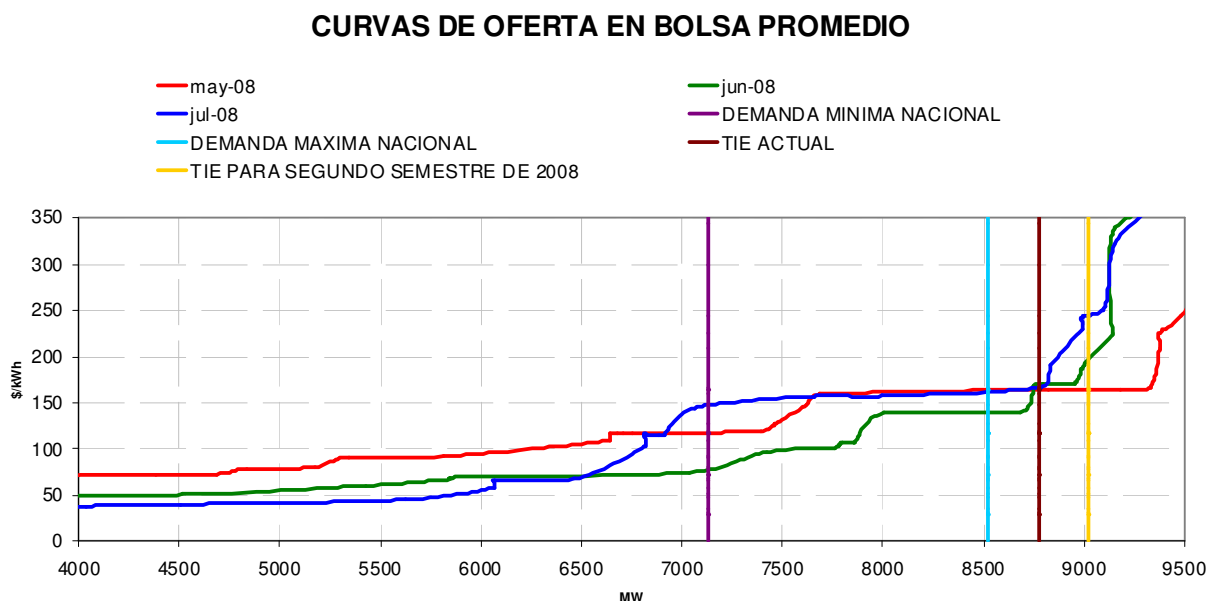


Gráfico No 16

En julio del 2008 la curva de oferta acentuó su inelasticidad tanto en los rangos asociados a niveles medios de demanda como en los niveles altos. Esta variación eleva el poder de mercado que percibe cada agente en el mercado.

Para el nivel de demanda mínima (7.1 GW), el precio de oferta aumentó a \$150/kWh representando un incremento \$70/kWh con respecto al mes de junio; para los niveles de demanda máxima (8.5 GW) el precio de oferta se ubicó alrededor de \$165/kWh. El tramo completamente elástico se extendió hasta los 8.8 Gwh, muy cerca de la demanda máxima con TIE actual, lo cual insinúa un incremento considerable en los precios de la energía ante un evento posible como la indisponibilidad de una planta importante del SIN.

4.3.6 Índice de Lerner

Los gráficos No 17-a y 17-b presentan, para cada uno de los agentes, el índice de poder de mercado Lerner mensual, calculado como el inverso de la elasticidad precio de la demanda residual, para los periodos de demanda baja y media en los últimos doce meses.

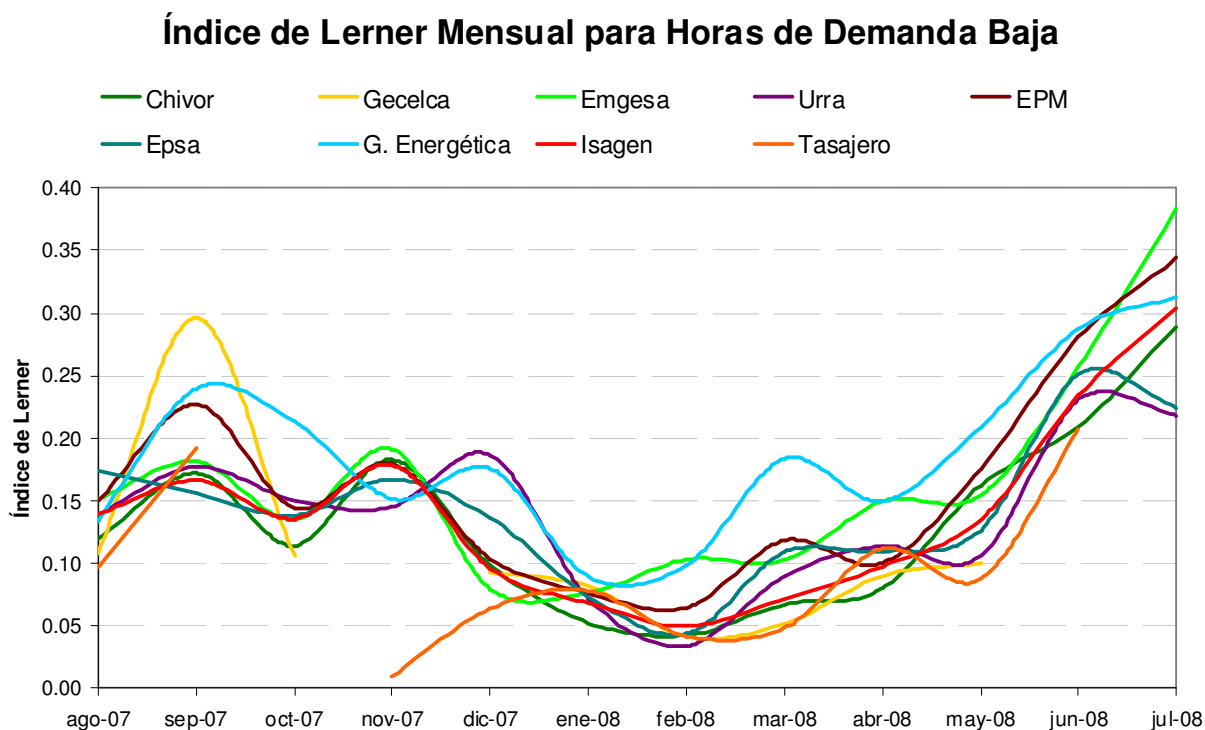


Gráfico No 17-a

Índice de Lerner Mensual para Horas de Demanda Media

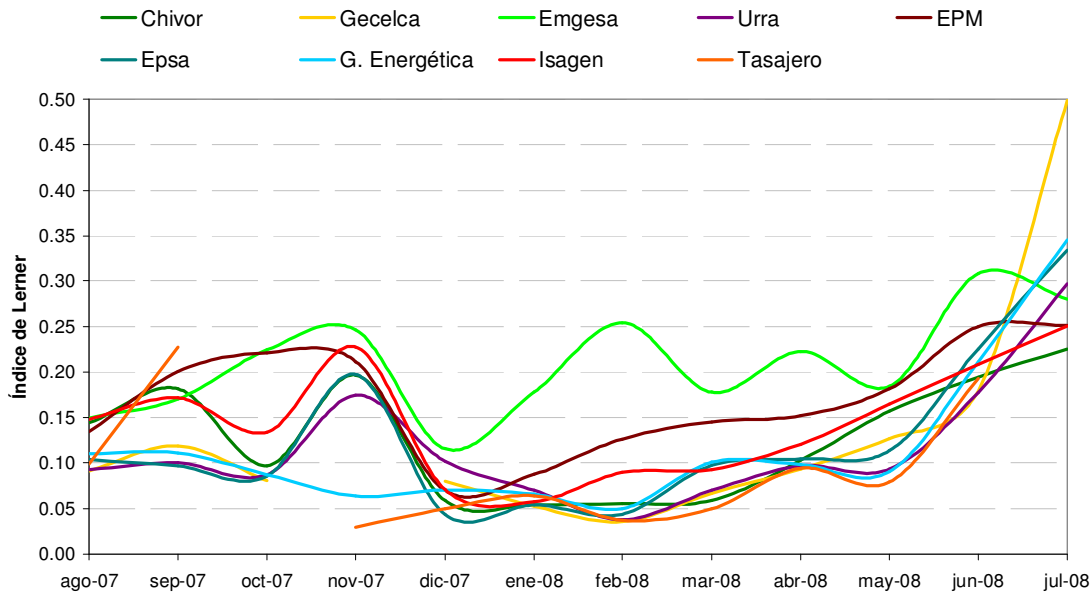


Gráfico No 17-b

De los gráficos es claro que la gran mayoría de los agentes analizados aumentaron el índice Lerner asociado a la demanda residual y consecuentemente su poder de mercado en los periodos de demanda baja y media; especialmente son preocupantes los índices superiores a 30% alcanzados por varios agentes del mercado.

Aunque los índices Lerner para el periodo de demanda alta no se muestran, vale la pena mencionar que estos se ubican en la franja entre 10% y 25%.

4.4 Comportamiento de Reconciliaciones

4.4.1 Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas

El gráfico No 18 presenta el costo en pesos de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses, y para cada una de las zonas operativas del sistema interconectado.

Se observa que en julio el costo de las reconciliaciones positivas en la zona Norte se mantuvo alrededor de los 40.000 millones de pesos; de otra parte, mientras el costo de las reconciliaciones negativas disminuyó en la zona Antioquia, éstas aumentaron en la

zona Centro situándose cerca de los 30.000 millones de pesos. Esta situación obedece principalmente al aumento de los requisitos de generaciones de seguridad por causa de restricciones eléctricas y soporte de voltaje y a los mantenimientos que se efectúan a las subestaciones San Carlos y Chivor.

**Costo de las Reconciliaciones Positivas y Negativas por Zonas
Febrero 2008 - Julio 2008**

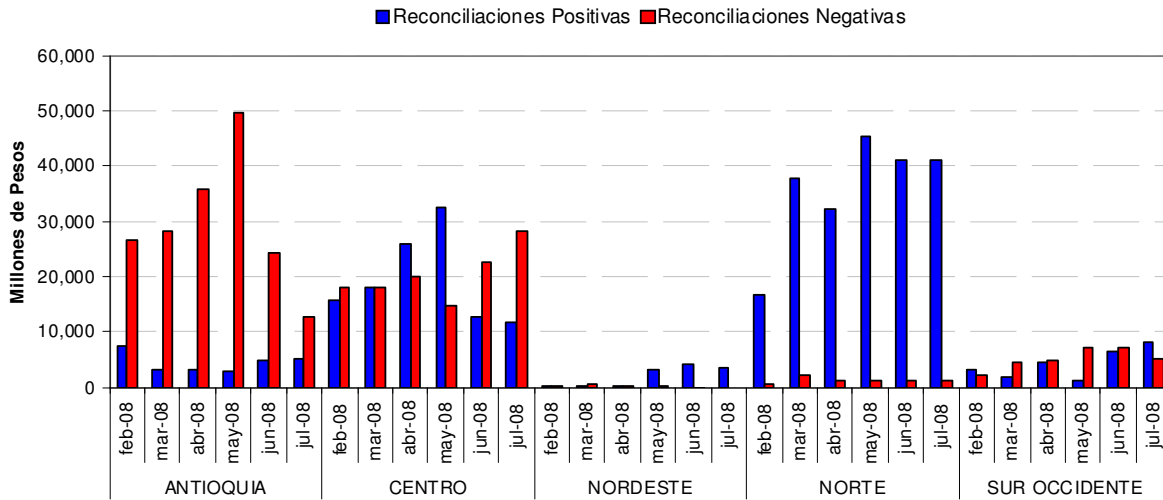


Gráfico No 18

4.4.2 Participación de las Plantas en Reconciliaciones

Los gráficos No 19-a y 19-b presentan las plantas del SIN con las mayores participaciones en el costo de las reconciliaciones positivas y negativas a nivel mensual, para los últimos 6 meses.

Tebesa mantiene en forma importante sus ingresos con generaciones fuera de mérito, mientras en conjunto Chivor y Guavio obtienen ingresos similares por reconciliaciones negativas, producto de la generación desplazada en ellas por las generaciones fuera de mérito.

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Positivas

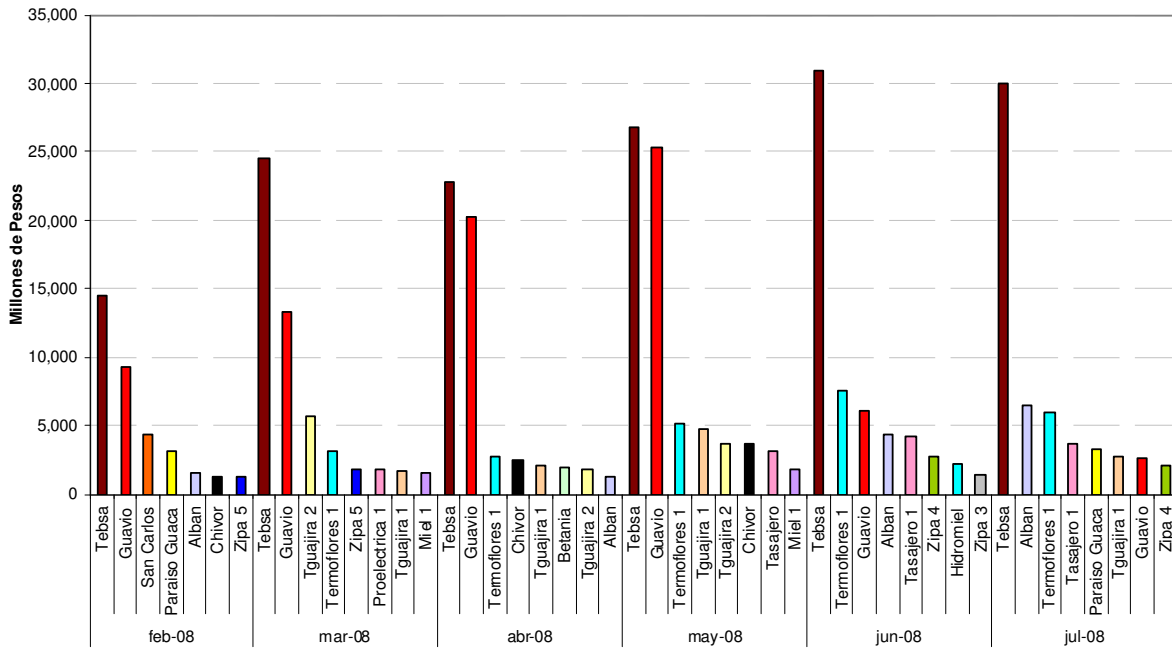


Gráfico No 19-a

Participación por Planta en el Costo de Reconciliaciones Negativas

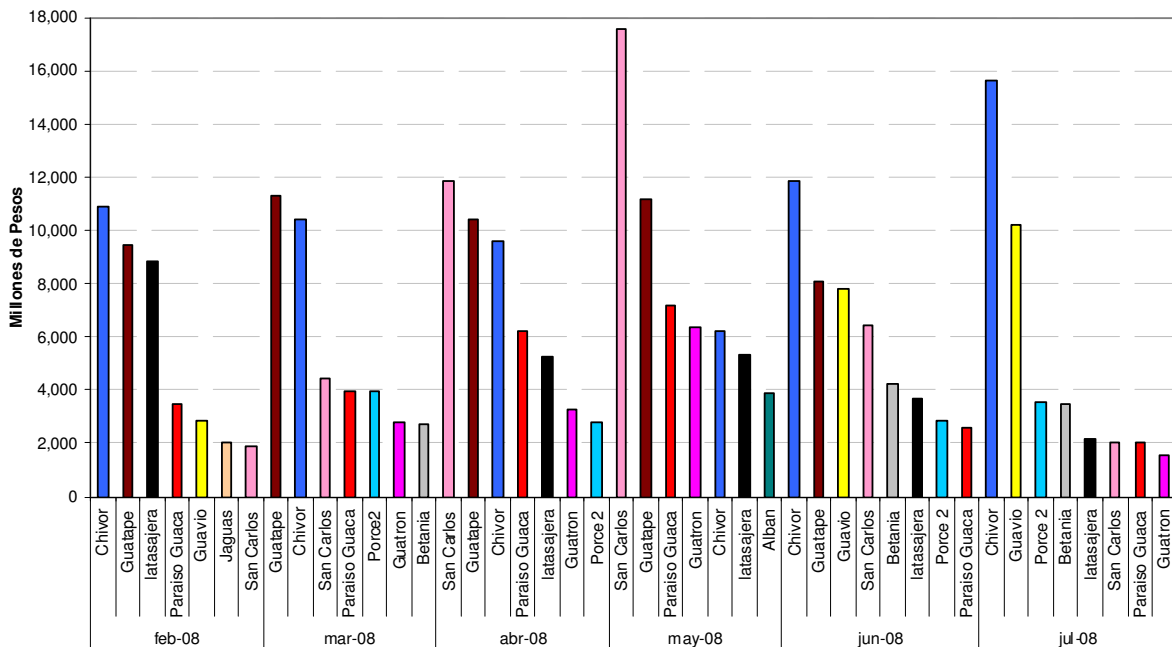


Gráfico No 19-b

4.4.3 Precio Promedio Mensual De Las Generaciones Fuera De Merito

El gráfico No 20 presenta las plantas del SIN con los mayores precios promedios mensuales (\$/kWh) de las generaciones fuera de mérito, para los últimos 6 meses.

**Precio Promedio Mensual de las Generaciones Fuera de Merito
Febrero 2008-Julio 2008**

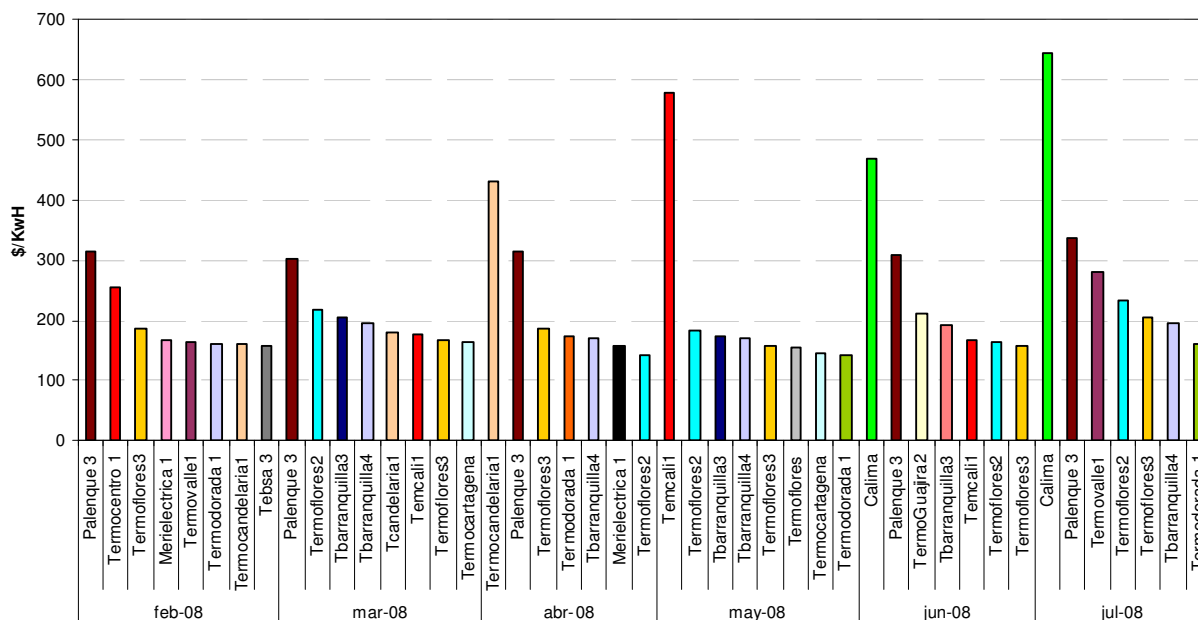


Gráfico No 20

Se observa como en Calima, el precio de la generación fuera de mérito alcanzó los \$650/kWh.

4.5 Comportamiento de Restricciones

4.5.1 Costo Total Mensual de Restricciones

El gráfico No 21 presenta el costo total mensual en millones de pesos para las restricciones del sistema, en los últimos tres años.

El costo de restricciones en el SIN continua aumentando, como resultado del incremento de las generaciones de seguridad por restricciones de la red y de tensión y los mantenimientos de las subestaciones San Carlos y Chivor. Aunque una parte de los

ingresos por cargos de congestión generados en las exportaciones a Ecuador servía para amortiguar estos costos, hoy en día no se presenta esta situación debido a los bajos niveles de exportación al país vecino, lo cual además es otro factor que tiene alguna incidencia en el aumento de los costos de restricciones.

El hecho que los costos por restricciones sobrepasen los valores ocurridos a mediados del año 2006, es un indicador del aumento del costo por reconciliaciones, y un reflejo de la reducción de la fortaleza en la red de transmisión del SIN.

Costo Total de restricciones Para el Sistema
Octubre 2005 - Julio 2008

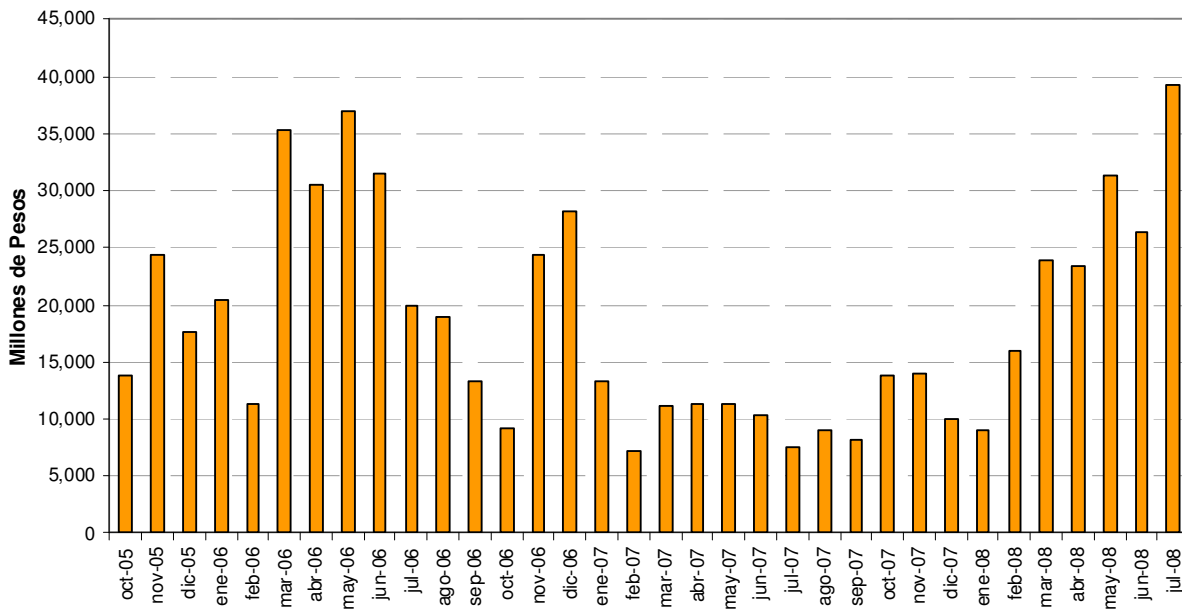


Gráfico No 21

4.6 Servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia

4.6.1 Precio del AGC vs Precio de Bolsa

El gráfico No 22 presenta a nivel diario, el valor promedio diario y el valor máximo horario del precio del AGC (PRAGC), y el precio promedio diario de Bolsa, en \$/kWh, para los últimos 18 meses.

PRECIO DEL AGC VS PRECIO DE BOLSA Febrero de 2007 a Julio de 2008

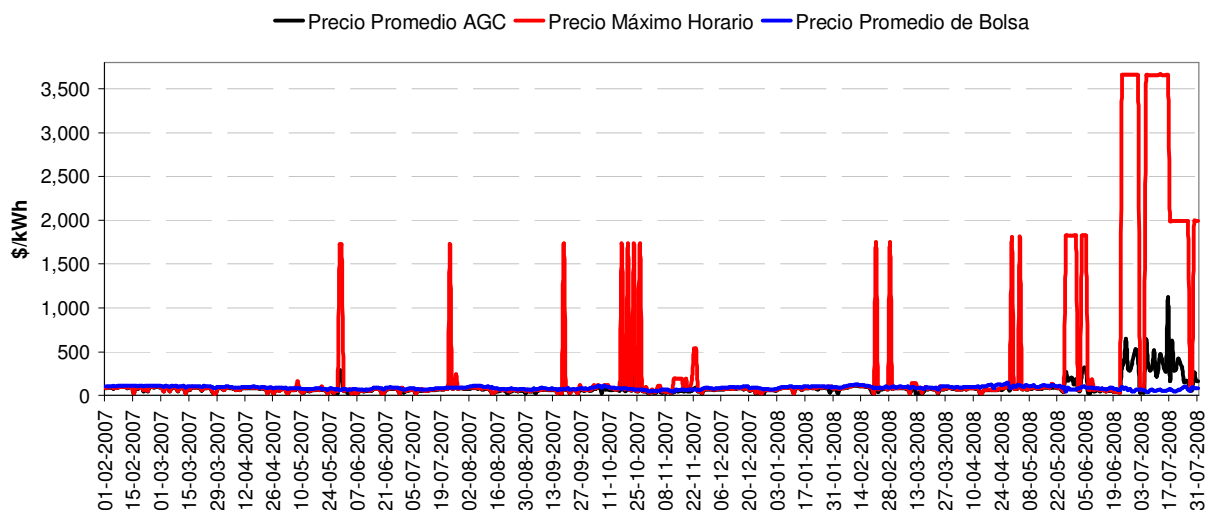


Gráfico No 22

En julio de 2008 los precios máximos horarios del SRSF presentaron valores sostenidos entre \$2.000/kWh y \$3.700/kWh, los cuales generaron precios promedios que oscilaron alrededor de \$400/kWh para el servicio. Para el CSMEM estos precios elevados son incompatibles con cualquier valor razonable del costo real del servicio prestado y a su vez evidencian escasez de capacidad de regulación en competencia, lo cual podría subsanarse habilitando más plantas para prestar el servicio, especialmente las plantas térmicas más modernas y de mayor capacidad que existen en el sistema.

4.6.2 Distribución del Servicio de AGC

El gráfico No 9 incluido en la primera parte de este informe, presenta para el último mes y para cada planta del SRSF, el valor porcentual de la holgura (HO) programada para AGC y el valor porcentual del pago recibido por la planta con respecto al costo total del servicio del sistema en el mes.

Calima que solo suministró el 2.0% de la holgura total del mes, recibió por ello una remuneración cercana al 41% del total de los ingresos por SRSF. En julio la cadena Paraíso – La Guaca también aparece remunerada bajo esta modalidad, suministró 23% del servicio y recibió el 30% de los ingresos totales por SRSF. Esta inequidad es consecuencia de los precios de oferta elevados que presentaron dichas plantas, los

cuales no solo inciden en los costos del SRSF, sino que además impactan los costos de reconciliaciones positivas y negativas del sistema.

Las reglas existentes para ofertar y determinar el precio del SRSF debieran ser revisadas, pues es claro que la determinación de los precios del servicio con base en los precios de oferta individuales de los generadores, conduce a las situaciones de inequidad que se están presentando.

4.6.3 Valor mensual del Servicio de AGC

El gráfico No 23 presenta a nivel mensual, el costo en pesos del servicio de Regulación Secundaria de Frecuencia para los últimos 3 años.

**Valor del AGC Mensual
Agosto de 2005 a Julio de 2008**

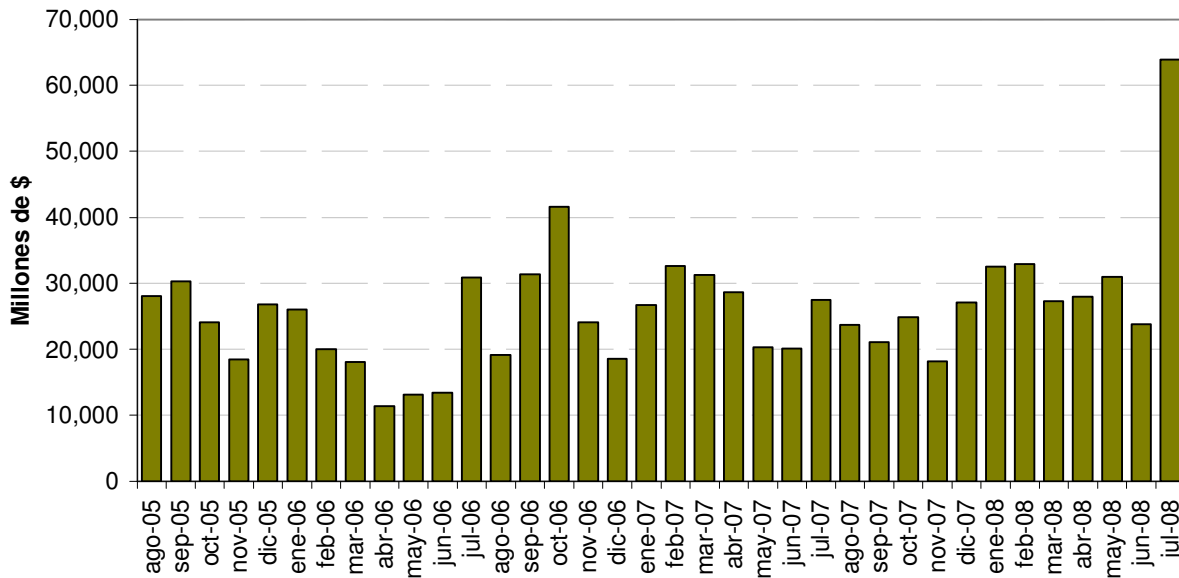


Gráfico No 23

Antes del mes de julio de 2008, los precios máximos para el SRSF con precios muy elevados se presentaron en forma puntual para unos pocos días del mes, lo cual no tuvo mayor incidencia en el precio promedio del AGC, ni en el costo total del servicio en el mes. En julio debido a que los precios máximos del SRSF además de ser muy

elevados y se mantuvieron durante todo el mes, hicieron que se presentaran precios promedios para el servicio alrededor de \$400/kWh y también que se disparara el costo mensual del servicio a \$64.000 millones de pesos, cifra record en los últimos tres años que está próxima a triplicar el costo promedio del servicio en ese periodo.

Dado que en julio de 2008, el costo de las transacciones en bolsa fue de \$82.400 millones y que éstas representaron un 28.4% de la demanda, se concluye que en forma aproximada el costo del SRSF correspondió al 22% del costo de la energía, sin considerar los costos adicionales de las generaciones forzadas y las desplazadas por el servicio.